

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.190432

## 基于经济运行模型的储能系统投资效益分析

季宇<sup>1</sup>, 熊雄<sup>1</sup>, 寇凌峰<sup>1</sup>, 吴鸣<sup>1</sup>, 张颖<sup>1</sup>, 陈郑波<sup>2</sup>, 刘继春<sup>2</sup>, 向月<sup>2</sup>

(1. 中国电力科学研究院有限公司, 北京 100192; 2. 四川大学电气工程学院, 四川 成都 610065)

**摘要:** 以区域型电网作为研究对象, 研究了储能系统投资的经济效益。首先建立了区域电网内部电源和储能系统经济运行模型, 采用了启发式调整策略和混合粒子群算法相结合的方法对优化模型进行求解。然后根据储能系统寿命折损率和成本-效益分析将储能系统的经济效益和投资成本折算到一个调度周期之内, 通过等效净收益来评价投资方案的经济性优劣。算例以某区域电网为例, 验证了模型和算法的有效性。分析了储能系统投资的经济效益和盈亏条件, 同时对投资单价和购电价格两个关键参数对储能系统投资的影响进行了灵敏度分析。

**关键词:** 区域电网; 储能系统; 经济运行; 粒子群算法; 灵敏度分析

### Analysis of energy storage system investment benefit based on economic operation model

Ji Yu<sup>1</sup>, Xiong Xiong<sup>1</sup>, Kou Lingfeng<sup>1</sup>, Wu Ming<sup>1</sup>, Zhang Ying<sup>1</sup>, Chen Zhengbo<sup>2</sup>, Liu Jichun<sup>2</sup>, Xiang Yue<sup>2</sup>

(1. China Electric Power Research Institute Co., Ltd., Beijing 100192, China;

2. College of Electrical Engineering, Sichuan University, Chengdu 610065, China)

**Abstract:** Taking the regional power grid as the research object, the economic profits of the investment in energy storage system are studied. Firstly, the power supply model and the economic operation model of energy storage system in regional power grid are established. The combination of heuristic adjustment strategy and hybrid particle swarm optimization algorithm is used to solve the optimization mode. Then according to the life-cycle loss rate and cost-benefit analysis of energy storage system, the economic benefits and investment costs of the energy storage system are converted into a scheduling period. The economic profits of the investment scheme are evaluated by the equivalent net income. Moreover, the case study of a regional power grid is used to verify the effectiveness of the model and algorithm. The economic benefits together with profit and loss conditions of the energy storage system investment are analyzed. The influence of two key parameters of investment unit price and electricity purchase price on the investment of energy storage system is also discussed through a sensitivity analysis case.

This work is supported by Science and Technology Project of State Grid Corporation of China (No. PD71-18-011) "Research and Application of Distribution Network Flexibility Enhancement Technology based on Distributed/Mobile Energy Storage".

**Key words:** regional power grid; energy storage system; economic operation; particle swarm algorithm; sensitivity analysis

## 0 引言

近年来, 为应对日益严峻的能源危机和环境污染, 实现低碳经济和可持续发展, 各个国家和地区大量开发利用以风电和光伏为代表的分布式可再生能源。由于可再生能源出力具有随机性、间歇性和

波动性等特点, 随着其渗透率不断提高, 电网的安全稳定运行受到威胁<sup>[1]</sup>。在此背景下, 储能系统因其平抑可再生能源发电的波动性、提高电网可靠性和改善电能质量等作用受到广泛关注, 具有把电能的生产 and 消费从时间和空间上分离的能力<sup>[2-5]</sup>和改善电能质量等作用而受到广泛关注。

储能系统的应用主要分为配网侧储能<sup>[6-7]</sup>和用户侧储能<sup>[8-9]</sup>两类, 其中, 在用户侧将分布式发电、负荷和储能有机结合的区域电网是分布式可再生能

基金项目: 国家电网公司科技项目资助 (PD71-18-011) “基于分布式/移动储能的配电网灵活性提升技术研究及应用”

源有效利用的重要形式<sup>[10-12]</sup>。然而,目前储能系统的昂贵成本限制了其在区域电网中的投资和运营,如何确定合理的储能系统容量配置和投资方案,以实现投资成本与经济效益之间的平衡,是当前储能系统规模化应用迫切需要解决的问题。

目前的研究中提出了很多区域电网下储能系统容量配置的方法,把储能系统在内的各类不同电源的容量配置与整个区域电网的运行相结合。例如,文献[13]考虑了储能类型和负荷特征,文献[14]集成了各类分布式电源,文献[15]在建模过程中设计了基于可控元素的需求响应策略。这些研究主要从整个区域电网优化的角度来研究储能系统容量配置的问题,忽略了储能系统其他方面的经济价值。从这个角度出发,文献[16]考虑了投资主体利益,分析了电池储能系统的各项直接效益与间接效益,但是其应用场景适用于主动配电网而非区域电网。文献[17]中研究了电池储能系统将风力发电从非高峰期转变为高峰期并限制风电场输出爬坡率的价值,但主要关注点在于经济效益最大化而忽略了投资成本的分析以及它们之间的矛盾,同时,在建模过程中没有考虑到储能系统的循环寿命因素<sup>[18-19]</sup>。

从上述分析可知,目前大多数关于区域电网储能系统的研究主要集中在平滑分布式电源输出和整体优化运行上,大部分是从区域电网运行者的角度出发,这不是储能系统投资者的观点,也不能有效反映储能系统投资行为的经济可行性,产生的后果是储能系统的接入可能在区域电网中无利可图。很少有文献站在储能系统投资者的角度,基于储能自身的成本-效益分析来研究投资行为盈利和亏损的条件。

为了更有效地指导储能系统在区域电网的容量配置和投资方案的选择,本文设计了一个投资效益分析的方法,首先以分时电价下储能系统通过峰谷价差套利获得的经济效益最大化为目标,建立储能经济运行模型,考虑寿命折损率将成本和效益折算到一个调度周期内进行分析。算例分析了特定区域电网内投资储能系统的盈利和亏损条件,并对投资单价和购电价格的影响进行了灵敏度分析。

## 1 区域电网内部电源的数学模型

### 1.1 分布式光伏

影响光伏系统的出力的环境因素很多,如光照强度、温度、尘埃等,为简化问题的复杂度,本文中仅考虑主要因素光照强度的影响来建立光伏出力模型。对于单个光伏系统,其出力近似与光照强度呈线性相关,如图1所示,其对应的线性函数为

$$P_{PV,t} = MA\omega z_t \quad (1)$$

式中:  $z_t$  表示  $t$  时刻的光照强度;  $A$ 、 $\omega$  分别是单个光伏板的表面积和电能转化效率;  $M$  为光伏板个数。

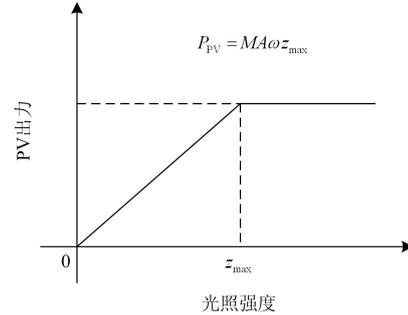


图1 PV出力与光照强度的关系

Fig. 1 Relationship between PV output and light intensity

当  $z_t$  超过一定值 ( $z_t > z_{\max}$ ) 时, PV 出力均以  $P_{PV,t} = MA\omega z_{\max}$  计算。

### 1.2 储能系统

储能系统在运行过程中,处于充电状态和放电状态时分别满足式(2)和式(3)。

$$SOC_t = SOC_{t-1} + P_{ES,t}^c \cdot \Delta t \cdot \eta_c \quad (2)$$

$$SOC_t = SOC_{t-1} - P_{ES,t}^d \cdot \Delta t / \eta_d \quad (3)$$

式中:  $SOC_t$  和  $SOC_{t-1}$  分别表示  $t$  时刻和  $t-1$  时刻储能系统的荷电状态(State of Charge, SOC),也叫剩余电量;  $P_{ES,t}^c$  和  $P_{ES,t}^d$  分别表示  $t$  时刻储能系统的充电功率和放电功率;  $\eta_c$  和  $\eta_d$  分别为储能系统的充电效率和放电效率;  $\Delta t$  为时间间隔(本文采用的时间间隔  $\Delta t = 1$  h)。

## 2 储能系统投资效益模型

### 2.1 储能系统经济运行模型

本文基于峰谷分时电价机制,在一个调度周期内,以储能运营效益最大化为目标,计入储能系统寿命折损、光伏出力和负荷预测的不确定性等因素,建立了储能系统经济运行模型。目标函数为

$$\max R_{op} = \sum_{t=1}^T (P_{B,t} - P'_{B,t}) \cdot \lambda_t \quad (4)$$

式中:  $R_{op}$  为储能系统运营效益;  $T$  为调度周期的总时刻数;  $P_{B,t}$  和  $P'_{B,t}$  分别表示储能引入前后  $t$  时刻区域电网向上级电网购电的功率;  $\lambda_t$  为  $t$  时刻的购电电价,可由式(5)表示。

$$\lambda_t = \begin{cases} \lambda_p, t \in \Omega_p \\ \lambda_n, t \in \Omega_n \\ \lambda_v, t \in \Omega_v \end{cases} \quad (5)$$

式中:  $\lambda_p$ 、 $\lambda_n$  和  $\lambda_v$  分别表示峰电价、平电价和谷电价;  $\Omega_p$ 、 $\Omega_n$  和  $\Omega_v$  分别表示峰时段、平时段、和谷时段。

储能系统经济运行模型的约束条件为

1) 功率平衡约束

$$P_{PV,t} + P_{ES,t}^d + P_{B,t}^i = P_{Load,t} + P_{ES,t}^c \quad (6)$$

式中,  $P_{PV,t}$  和  $P_{Load,t}$  分别表示  $t$  时刻的光伏输出功率和负荷需求功率。

2) 储能系统充放电功率约束

$$0 < P_{ES,t}^c < P_{ES,max}^c \quad (7)$$

$$0 < P_{ES,t}^d < P_{ES,max}^d \quad (8)$$

式中,  $P_{ES,max}^c$  和  $P_{ES,max}^d$  分别表示储能系统最大充电功率和最大放电功率。

3) 储能系统 SOC 约束

$$SOC_{min} < SOC_t < SOC_{max} \quad (9)$$

式中,  $SOC_{min}$  和  $SOC_{max}$  分别表示储能系统的最小剩余电量和最大剩余电量。

在区域电网当中, 储能系统的调度也存在周期性, 即调度周期开始时刻的 SOC 与调度周期结束时刻的 SOC 应满足式(10)约束。

$$SOC_{fstart} = SOC_{fend} = SOC_{initial} \quad (10)$$

式中:  $SOC_{fstart}$  和  $SOC_{fend}$  分别表示储能系统在调度周期开始时刻的剩余电量与调度周期结束时刻的剩余电量;  $SOC_{initial}$  表示剩余电量的初始设定值。

## 2.2 储能系统寿命折损模型

储能装置的使用寿命受温度、放电功率、充放电状态转换及放电深度 (Depth of Discharge, DOD) 等因素的影响, 放电深度为本文研究内容涉及的主要因素, 为了简化问题、突出关键点, 本文仅考虑该因素的影响。

储能系统的放电深度可以表示为

$$DOD = (SOC_{fstart}^d - SOC_{fend}^d) / S_{ES} \quad (11)$$

式中,  $SOC_{fstart}^d$  和  $SOC_{fend}^d$  分别表示储能系统一次放电过程开始时刻的剩余电量和结束时刻的剩余电量,  $S_{ES}$  是储能系统的额定容量。

储能系统的循环寿命可以通过可循环次数来计算, 而可循环次数又与放电深度密切相关, 根据大量的储能系统运行数据和测试, 可以得出可循环次数和放电深度的典型相关关系如图 2 所示<sup>[20]</sup>, 拟合的函数关系式为

$$N_F = a_1 + a_2 \cdot e^{a_3 \cdot DOD} + a_4 \cdot e^{a_5 \cdot DOD} \quad (12)$$

式中,  $a_1$ 、 $a_2$ 、 $a_3$ 、 $a_4$ 、 $a_5$  为拟合系数。

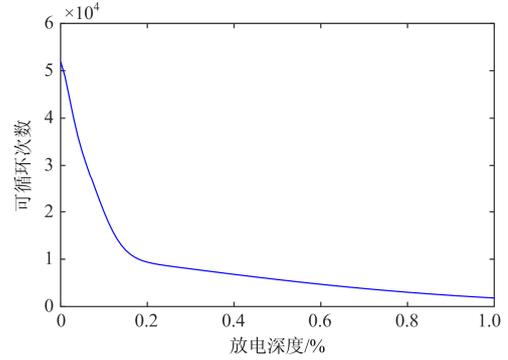


图 2 储能系统可循环次数与放电深度的关系

Fig. 2 Relationship between the number of cycles and the depth of discharge

储能系统在一个调度周期内的寿命折损率可以表示为

$$k_{life} = \max \left\{ \sum_{i=1}^n \frac{1}{N_{F,i}}, \frac{T}{T_L} \right\} \quad (13)$$

式中:  $n$  表示一个调度周期内的总放电次数;  $N_{F,i}$  表示第  $i$  次放电时的放电深度对应的可循环次数;  $T_L$  表示根据其铭牌参数得到的储能系统额定寿命时刻数。

## 2.3 储能系统盈亏模型

储能系统投资的成本-效益分析主要包含两部分: 投资收益和投资成本。其中, 投资储能系统的收益包括基于分时电价“低储高发”来降低昂贵的购电成本所得的收益和政府补贴两个部分。前者可以通过储能系统经济运行模型求解得到, 后者在一个调度周期内的等效收益可根据式(14)计算得到。

$$R_{sub} = k_{sub} \cdot S_{ES} \cdot k_{life} \quad (14)$$

式中,  $k_{sub}$  为补贴系数。

总收益可表示为

$$R_{ES} = R_{op} + R_{sub} \quad (15)$$

同样的, 在同一个调度周期内, 储能系统的等效成本可根据其寿命折损率和总投资成本得到:

$$C_{ES} = C_{unit} \cdot S_{ES} \cdot k_{life} \quad (16)$$

式中,  $C_{unit}$  是储能系统的单位容量投资成本。

根据上述公式, 储能系统投资的净收益可以表示为

$$R_N = R_{ES} - C_{ES} \quad (17)$$

如果  $R_N > 0$ , 则建议在区域电网内引入储能系统以提高经济性, 很明显, 此时引入储能系统会增加整个区域电网的利润, 而  $R_N$  的值代表了储能系统在一个调度周期内带来的利润。当  $R_N > 0$  时,  $R_N$  越大, 在区域电网内引入储能系统的利润越大。相反, 当

$R_N < 0$  时, 储能系统的引入不会带来任何利润反而会带来损失。但是, 值得注意的是, 随着投资容量的增加, 成本也随之增加, 而由于区域电网规模的限制, 收益会存在极限值, 因此, 当投资容量增加到一定区间内, 成本和收益会接近平衡, 此时  $R_N$  接近于 0。

### 3 储能系统经济运行模型的求解

#### 3.1 粒子群算法

储能经济运行模型求解过程复杂, 很难找出理论上的最优解, 现有文献尝试了拉格朗日松弛法<sup>[21]</sup>、遗传算法<sup>[22]</sup>和粒子群算法<sup>[23]</sup>等多种方法进行求解。其中, 粒子群算法以其容易实现、精度高和收敛速度快等优点在此类问题中被广泛应用, 本文针对粒子群算法易于陷入局部最优解的问题, 采用文献[20]中的改进混合粒子群算法来求解储能系统经济运行模型。

假设在  $T$  维的搜索空间里, 有  $N$  个粒子组成一个种群, 每个粒子表示为一个  $T$  维的向量, 代表该粒子在  $T$  维搜索空间中的位置, 也即问题的一个潜在解, 根据目标函数便可计算出每个粒子位置对应的适应度值, 其值的好坏表示粒子的优劣, 通过粒子在解空间的运动, 跟踪个体极值和群体极值不断迭代更新位置和速度, 从而实现个体在可解空间中的寻优。在每次迭代的过程中, 粒子根据个体极值和群体极值进行位置和速度的更新。

$$V_{id}^{k+1} = \omega V_{id}^k + c_1 r_1 (P_{id}^k - X_{id}^k) + c_2 r_2 (P_{gd}^k - X_{id}^k) \quad (18)$$

$$X_{id}^{k+1} = X_{id}^k + V_{id}^{k+1} \quad (19)$$

式中:  $\omega$  为惯性权重;  $d = 1, 2, \dots, T$ ;  $i = 1, 2, \dots, N$ ;  $k$  为当前迭代次数;  $V_{id}$  为粒子的速度;  $X_{id}$  为粒子的位置;  $P_{id}$  和  $P_{gd}$  分别为个体极值和种群极值;  $c_1$  和  $c_2$  是非负的常数, 称为加速度因子;  $r_1$  和  $r_2$  是分布于  $[0,1]$  区间的随机数。

为防止粒子的盲目搜索, 将其位置和速度限制在一定的区间  $[-X_{\max}, X_{\max}]$ 、 $[-V_{\max}, V_{\max}]$ 。

#### 3.2 改进混合粒子群算法

储能系统充放电过程受到剩余电量和充放电功率的限制, 且各时段之间存在耦合关联, 导致模型的约束条件较为复杂, 进行位置更新以及交叉和变异操作后得到可行解的概率较低, 限制了粒子群算法的求解效率。为此本文采用了一种启发式的储能充放电调整策略, 通过前推回代法对储能系统的 SOC 作出调整, 使其满足所有约束条件, 提高可行解的产生效率, 进而提高算法性能。

基于启发式储能系统充放电调整策略的改进混

合粒子群算法步骤如下:

1) 输入光伏相关数据和负荷数据, 根据历史数据对光伏发电功率和负荷进行预测。

2) 初始化储能系统 SOC 值, 形成  $N \times T$  维搜索空间矩阵。

3) 采用启发式储能系统充放电调整策略对其充放电功率进行调整, 使其各项约束得到满足, 同时保证整个区域电网系统的功率平衡。具体如下:

a. 判断储能系统 SOC 值是否越限。如果超过最大值  $SOC_{\max}$ , 则取为  $SOC_{\max}$ ; 如果低于最小值  $SOC_{\min}$ , 则取  $SOC_{\min}$ 。

b. 令  $t=2, \dots, T$ , 如果相邻时段满足式(20), 则通过式(22)调整后一时段的 SOC 值; 如果相邻时段满足式(21), 则通过式(22)调整后一时段的 SOC 值。

$$SOC_t > SOC_{t-1} + P_{ES,\max}^c \cdot \Delta t \cdot \eta_c \quad (20)$$

$$SOC_t < SOC_{t-1} - P_{ES,\max}^d \cdot \Delta t / \eta_d \quad (21)$$

$$SOC_t = SOC_{t-1} + P_{ES,\max}^c \cdot \Delta t \cdot \eta_c \quad (22)$$

$$SOC_t = SOC_{t-1} - P_{ES,\max}^d \cdot \Delta t / \eta_d \quad (23)$$

c. 判断调度周期开始时刻和结束时刻的 SOC 是否满足式(9)。如果满足, 则进行步骤 5); 如果不满足, 则令  $SOC_{t_{end}} = SOC_{initial}$ , 令  $t = T, \dots, 2$ , 如果相邻时段满足式(20), 通过式(24)调整前一时段的 SOC 值; 如果相邻时段满足式(21), 通过式(25)调整前一时段的 SOC 值。

$$SOC_{t-1} = SOC_t - P_{ES,\max}^c \cdot \Delta t \cdot \eta_c \quad (24)$$

$$SOC_{t-1} = SOC_t + P_{ES,\max}^d \cdot \Delta t / \eta_d \quad (25)$$

d. 再次判断式(9)是否满足, 如果满足进行步骤 5); 如果不满足, 则令  $SOC_{t_{start}} = SOC_{initial}$ , 回到 b。

4) 计算每个粒子的适应度值, 并更新个体极值和全局极值。

5) 根据式(18)、式(19)更新粒子速度和位置, 并进行交叉、变异操作。

6) 重复步骤 3)、4)、5), 直到达到收敛条件或最大迭代次数。

7) 通过以上计算, 得到一个调度周期内区域电网引入储能的最优收益以及对应的储能系统运行方式。

## 4 算例分析

### 4.1 储能系统经济运行分析

以某区域电网的数据为例进行储能系统容量配置的分析。区域电网内部有光伏电站, 总容量为 2.232 MW, 而最高用电负荷为 15 MW, 因此内部的光伏电站无法提供足够的电能, 区域电网需要向上级电网购电以满足较高的负荷需求。设置调度周

期  $T=24$  h, 根据典型日负荷数据和光照强度数据得到日负荷预测曲线和光伏出力预测曲线分别如图 3 和图 4 所示。在本节分析中, 与储能系统相关的参数值在表 1 中给出。

表 1 储能系统的相关参数值

Table 1 Parameter values of energy storage system

参数类型	参数值
最大充电功率	$0.2S_{ES}/h$
最大放电功率	$0.2S_{ES}/h$
最大 SOC 限制	$S_{ES}$
最小 SOC 限制	$0.3S_{ES}$
充电效率	0.85
放电效率	0.85
额定寿命	5 年
投资单价	1 500 元/kW·h
补贴系数	0.05

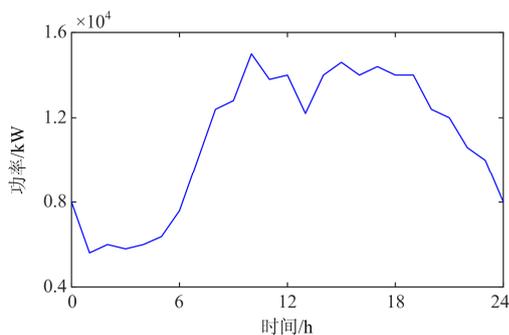


图 3 负荷预测曲线

Fig. 3 Load forecast curve

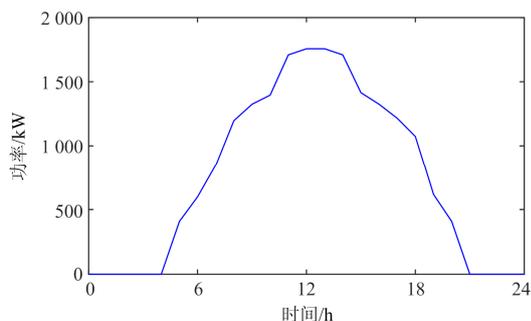


图 4 光伏预测出力曲线

Fig. 4 Photovoltaic output forecast curve

储能系统经济运行模型通过 Matlab 平台上的改进混合粒子群算法进行优化。模型求解过程中粒子群算法的初始化群体个体数目为 200; 惯性权重为 0.729 8; 学习因子为 2.0; 最大迭代次数取为 150。设置储能系统容量  $S_{ES}=50$  MW, 图 5 给出了优化后储能系统 SOC 的变化情况, 可以观察到, 储能系统在一天内充放电两次, 每次的放电深度均为 70%,

在此情况下, 计算储能系统投资在一个调度周期内的等效净收益值, 可以得到  $R_N > 0$ , 表明在表 1 设定参数下投资 50 MW·h 储能系统可以给该区域电网带来经济收益, 即储能投资是盈利的。此外, 与储能系统 SOC 的变化情况相对应, 图 6 给出了储能系统充放电情况和分时电价的信息, 在谷电价或平电价时低价充电, 在峰电价时释放电能以满足区域电网内部负荷, 减少高价购电, 验证了储能系统充放电策略的有效性。

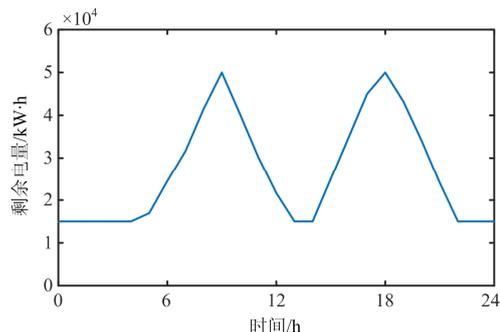


图 5 储能系统剩余电量曲线

Fig. 5 Energy storage system SOC curve

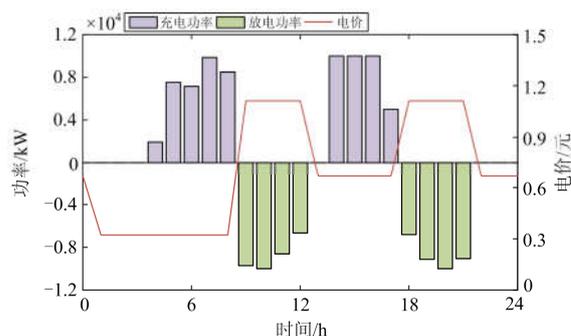


图 6 分时电价曲线和储能系统充放电情况

Fig. 6 TOU price curve and charge and discharge situation of energy storage system

#### 4.2 储能投资盈亏条件分析

为了分析储能系统投资的盈亏条件, 通过改变投资容量  $S_{ES}$  对储能系统投资的成本和效益进行测算和分析。结果如图 7 所示, 当  $S_{ES}$  小于 80 MW·h 时, 净收益  $R_N > 0$ , 表明投资方案是盈利的。而当  $S_{ES}$  超过 90 MW·h 时,  $R_N < 0$ , 表明投资是亏损, 因为其等效成本大于效益。也就是说, 在 80 MW·h 和 90 MW·h 容量区间之内存在一个盈亏分界点, 储能系统投资容量在分界点之前投资项目是盈利的, 在分界点之后则会发生亏损。此外, 可以在图中观察到不同容量储能系统投资的盈利数额或亏损数额, 其中, 对于投资者来说, 最优的容量在 70 MW·h 左右。

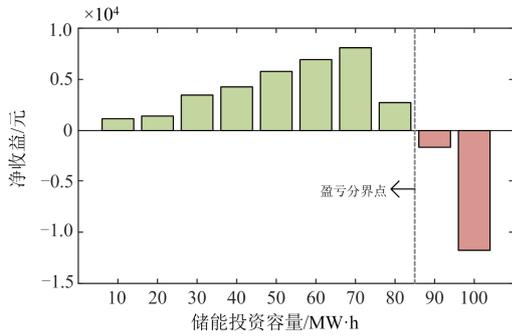


图7 容量变化时储能系统投资的盈亏情况

Fig. 7 Profit and loss of energy storage system investment when capacity changes

### 4.3 价格灵敏度分析

为了研究分时电价和投资单价两个价格参数对储能系统投资经济可行性的影响，表2列出了不同的仿真场景及其结果，其中，第2列表示储能系统的投资容量，第3列表示储能系统的投资单价，

表2 不同仿真场景和结果

Table 2 Different simulation scenarios and results

场景	储能系统投资容量 $S_{ES}/\text{MW}\cdot\text{h}$	投资单价 $C_{\text{unit}}$ (元/ $\text{kW}\cdot\text{h}$ )	分时电价类型	投资净收益/元	投资储能系统是否经济可行?
1	80	1 500	地区一分时电价	2 739.28	是
2	90	1 500	地区一分时电价	-1 721.45	否
3	90	1 200	地区一分时电价	11 370.33	是
4	90	1 500	地区二分时电价	10 419.74	是
5	120	1 200	地区一分时电价	304.25	是
6	130	1 200	地区一分时电价	-8 683.77	否

如表2所示，当  $S_{ES}$  在场景1中设置为80 MW·h时， $R_N = 2\,739.28$  元，满足  $R_N > 0$ ，表明在这种场景下储能系统的投资是盈利的。此外， $R_N$  的大小代表利润的差异，也可以反映微电网中储能系统投资的收益水平(当  $R_N > 0$  时)或亏损水平(当  $R_N < 0$  时)，更大的  $|R_N|$  说明经济收益或亏损越大。如场景3中的  $R_N$  比场景5中的  $R_N$  大得多，这表明场景5给定参数下在区域电网中投资储能系统会获得更高的经济收益；而场景6中的  $R_N$  比场景2中的  $R_N$  要大得多，这表明储能系统的投资会带来更大的经济亏损，值得注意的是，场景6和场景2的投资方案对投资者来说都是不利的。

除了储能系统容量配置对经济可行性的影响之外，投资方案的盈亏还可能受到投资单价  $C_{\text{unit}}$  和购电价格  $\lambda_i$  的影响。以场景2作为分析这些参数影响的基本场景，通过比较场景2和场景3，可以看到  $C_{\text{unit}}$  减少了300元/ $\text{kW}\cdot\text{h}$ ，配置90 MW·h容量的储能系统将从亏损变为盈利。同样，与场景2中的

第4列表示不同地区的分时电价，具体信息在图8中给出。上述几个关键输入参数的变化会对储能系统投资的经济性产生重大影响。输出的结果在第5列和第6列中给出，第5列表示不同场景下储能系统投资在一个调度周期内的等效净利润值，第6列则指出储能系统投资是否经济可行。

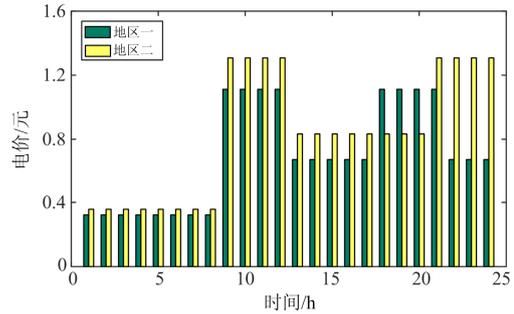


图8 不同地区分时电价信息

Fig. 8 Time-of-use price profile in different regions

地区一的分时电价相比，场景4中采用地区二的分时电价， $R_N$  的值从-1 721.45元变为10 419.74元。

## 5 结论

本文研究了含分布式电源的区域型电网中储能系统投资的经济效益问题，并以某区域电网为例验证了所提出模型和求解算法的正确有效性。首先基于分时电价机制建立了储能系统经济运行模型，采用了粒子群算法对该模型进行求解，在求解过程中，提出启发式储能充放电调整策略对储能的充放电功率大小进行调整，提高了可行解产生的效率，得到了储能系统最优经济效益及其对应的储能运行方式。然后考虑了储能系统寿命折损率，将储能系统的经济效益和投资成本折算到了一个调度周期内以比较投资方案的经济性优劣。算例给出了不同容量下储能系统投资的经济效益分析和对比，找到了投资盈利和亏损的条件，最后分析了投资单价和购电价格对储能投资的影响，为储能系统的投资行为

提供了指导。

未来的研究将进一步完善储能系统投资成本效益模型,并针对多元的投资主体,在不同储能运营模式下开展研究,如考虑电网侧储能调峰运行,用户侧储能参与辅助服务调节等,在各种应用模式中分析储能系统投资的经济效益和投资方案的盈亏情况。

## 参考文献

- [1] 鲁宗相,李海波,乔颖.高比例可再生能源并网的电力系统灵活性评价与平衡机理[J].中国电机工程学报,2017,37(1):13-24.  
LU Zongxiang, LI Haibo, QIAO Ying. Flexibility evaluation and supply/demand balance principle of power system with high-penetration renewable electricity[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(1): 13-24.
- [2] 张文亮,丘明,来小康.储能技术在电力系统中的应用[J].电网技术,2008,32(7):1-9.  
ZHANG Wenliang, QIU Ming, LAI Xiaokang. Application of energy storage technologies in power grids[J]. Power System Technology, 2008, 32(7): 1-9.
- [3] 王成山,于波,肖峻,等.平滑可再生能源发电系统输出波动的储能系统容量优化方法[J].中国电机工程学报,2012,32(16):1-8.  
WANG Chengshan, YU Bo, XIAO Jun, et al. Sizing of energy storage systems for output smoothing of renewable energy systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(16): 1-8.
- [4] 吴玮坪,胡泽春,宋永华.结合随机规划和序贯蒙特卡洛模拟的风电场储能优化配置方法[J].电网技术,2018,42(4):1055-1062.  
WU Weiping, HU Zechun, SONG Yonghua. Optimal sizing of energy storage system for wind farms combining stochastic programming and sequential Monte Carlo simulation[J]. Power System Technology, 2018, 42(4): 1055-1062.
- [5] 孙冰莹,杨水丽,刘宗歧,等.国内外兆瓦级储能调频示范应用现状分析与启示[J].电力系统自动化,2017,41(11):8-16.  
SUN Bingying, YANG Shuili, LIU Zongqi, et al. Analysis on present application of megawatt-scale energy storage in frequency regulation and its enlightenment[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(11): 8-16.
- [6] 向育鹏,卫志农,孙国强,等.基于全寿命周期成本的配电网蓄电池储能系统的优化配置[J].电网技术,2015,39(1):264-270.  
XIANG Yupeng, WEI Zhinong, SUN Guoqiang, et al. Life cycle cost based optimal configuration of battery energy storage system in distribution network[J]. Power System Technology, 2015, 39(1): 264-270.
- [7] 韩笑,周明,李庚银.计及储能和空调负荷的主动配电网多目标优化调度[J].电力系统保护与控制,2018,46(7):14-23.  
HAN Xiao, ZHOU Ming, LI Gengyin. Multi-objective optimal dispatching of active distribution networks considering energy storage systems and air-conditioning loads[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(7): 14-23.
- [8] 薛金花,叶季蕾,陶琼,等.采用全寿命周期成本模型的用户侧电池储能经济可行性研究[J].电网技术,2016,40(8):2471-2476.  
XUE Jinhua, YE Jilei, TAO Qiong, et al. Economic feasibility of user-side battery energy storage based on whole-life-cycle cost model[J]. Power System Technology, 2016, 40(8): 2471-2476.
- [9] 郑国太,李昊,赵宝国,等.基于供需能量平衡的用户侧综合能源系统电/热储能设备综合优化配置[J].电力系统保护与控制,2018,46(16):8-18.  
ZHENG Guotai, LI Hao, ZHAO Baoguo, et al. Comprehensive optimization of electrical/thermal energy storage equipments for integrated energy system near user side based on energy supply and demand balance[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(16): 8-18.
- [10] 方磊,牛玉刚,王思明,等.基于日前调度与实时控制的微网储能系统容量配置[J].电力系统保护与控制,2018,46(23):102-110.  
FANG Lei, NIU Yugang, WANG Siming, et al. Optimal capacity determination method based on day-ahead scheduling and real-time control[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(23): 102-110.
- [11] 杨锡运,张璜,修晓青,等.基于商业园区源/储/荷协同运行的储能系统多目标优化配置[J].电网技术,2017,41(12):274-281.  
YANG Xiyun, ZHANG Huang, XIU Xiaoqing, et al. Multi-objective optimal configuration of energy storage systems based on coordinated operation of source/storage/load in commercial park[J]. Power System Technology, 2017, 41(12): 274-281.
- [12] 杨锡运,董德华,李相俊,等.商业园区储能系统削峰填谷的有功功率协调控制策略[J].电网技术,2018,42(8):2551-2561.  
YANG Xiyun, DONG Dehua, LI Xiangjun, et al. Active power coordinated control strategy of peak load shifting for energy storage[J]. Power System Technology, 2018, 42(8): 2551-2561.

[13] LIU Zifa, CHEN Yixiao, ZHUO Ranqun, et al. Energy storage capacity optimization for autonomy microgrid considering CHP and EV scheduling[J]. Applied Energy, 2017, 210: 1113-1125.

[14] ATIA R, YAMADA N. Distributed renewable generation and storage system sizing based on smart dispatch of microgrids[J]. Energies, 2016, 9: 176.

[15] ATIA R, YAMADA N. Sizing and analysis of renewable energy and battery systems in residential microgrids[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2016, 7(3): 1204-1213.

[16] 刘文霞, 牛淑娅, 石道桂, 等. 考虑运行策略及投资主体利益的主动配电系统储能优化配置[J]. 电网技术, 2015, 39(10): 2697-2704.

LIU Wenxia, NIU Shuya, SHI Daogui, et al. Optimal allocation of ADS battery energy storage considering operation strategy and investment subject benefit[J]. Power System Technology, 2015, 39(10): 2697-2704.

[17] TEWARI S, MOHAN N. Value of NAS energy storage toward integrating wind: results from the wind to battery project[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(1): 532-541.

[18] HE Guannan, CHEN Qixin, KANG Chongqing, et al. Optimal bidding strategy of battery storage in power markets considering performance-based regulation and battery cycle life[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2015, 7(5): 2359-2367.

[19] 肖浩, 裴玮, 杨艳红, 等. 计及电池寿命和经济运行的微电网储能容量优化[J]. 高电压技术, 2015, 41(10): 3256-3265.

XIAO Hao, PEI Wei, YANG Yanhong, et al. Energy storage capacity optimization for microgrid considering battery life and economic operation[J]. High Voltage Engineering, 2015, 41(10): 3256-3265.

[20] 谢开贵, 胡博, 沈玉明, 等. 计及储能寿命损耗的孤立微电网最优经济运行方法[J]. 电网技术, 2014, 38(9): 2371-2378.

XIE Kaigui, HU Bo, SHEN Yuming, et al. Optimal economic operation of isolated microgrid considering battery life loss[J]. Power System Technology, 2014, 38(9): 2371-2378.

[21] BALCI H, VALENZUELA J. Scheduling electric power generations using particle swarm optimization combined with the Lagrangian relaxation method[J]. International Journal of Applied Mathematics and Computer Science, 2004, 14(3): 411-421.

[22] 江岳春, 王志刚, 杨春月, 等. 微网中可控负荷的多目标优化策略[J]. 电网技术, 2013, 37(10): 2875-2880.

JIANG Yuechun, WANG Zhigang, YANG Chunyue, et al. Multi-objective optimization strategy of controllable load in microgrid[J]. Power System Technology, 2013, 37(10): 2875-2880.

[23] 罗毅, 刘明亮. 计及风险备用约束的孤网系统环保经济调度[J]. 电网技术, 2013, 37(10): 2705-2711.

LUO Yi, LIU Mingliang. Research on environmental and economic dispatch for isolated microgrid system taken risk reserve constraints into account[J]. Power System Technology, 2013, 37(10): 2705-2711.

收稿日期: 2019-04-17; 修回日期: 2019-06-12

作者简介:

季宇(1982—), 男, 博士, 高级工程师, 从事微电网优化、电力系统运行与控制技术研究; E-mail: jiyu@epri.sgcc.com.cn

熊雄(1989—), 男, 博士, 工程师, 从事微电网协调控制技术、直流配电优化运行控制技术研究; E-mail: xiongxiang@epri.sgcc.com.cn

寇凌峰(1985—), 男, 硕士研究生, 高级工程师, 从事分布式发电与微电网规划设计研究。E-mail: koulingfeng@epri.sgcc.com.cn

(编辑 葛艳娜)